



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXVI

Panamá, R. de Panamá jueves 25 de mayo de 2017

N° 28286-A

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 11256 Elec
(De viernes 19 de mayo de 2017)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA AUDIENCIA PÚBLICA NO. 008-17 PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 5 DEL TÍTULO II, DENOMINADO DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS, LOS CLIENTES FINALES Y LOS USUARIOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN; LOS ARTÍCULOS 57, 59, 105 Y 106 DEL TÍTULO IV, DENOMINADO RÉGIMEN TARIFARIO; Y LOS ARTÍCULOS 4, 16, 38 Y 40 DEL TÍTULO V, DENOMINADO RÉGIMEN DE SUMINISTRO DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.

Resolución AN N° 11259-Elec
(De viernes 19 de mayo de 2017)

POR LA CUAL SE MODIFICA EL PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE MEDIDORES PREPAGO EN PANAMÁ.

INSTITUTO PANAMEÑO AUTÓNOMO COOPERATIVO

Resolución N° DE-48-2017
(De martes 02 de mayo de 2017)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL ANEXO CON METODOLOGÍA DE SUPERVISIÓN EXTRA SITU, AL MANUAL DE SUPERVISIÓN PARA LA PREVENCIÓN DEL BLANQUEO DE CAPITAL Y CONTRA EL FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO CON UN ENFOQUE DE GESTIÓN DE RIESGO, QUE APLICA EL IPACOOOP A LAS COOPERATIVAS DE AHORRO Y CRÉDITO, COOPERATIVAS DE SERVICIOS MÚLTIPLES O INTEGRALES QUE DESARROLLAN LA ACTIVIDAD DE AHORRO Y CRÉDITO, ASÍ COMO DE CUALQUIER OTRA ORGANIZACIÓN COOPERATIVA QUE REALICE LA INTERMEDIACIÓN FINANCIERA, ADEMÁS DE OTRAS MODIFICACIONES AL MANUAL.



República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 11256 Elec Panamá, 19 de Mayo de 2017

“Por la cual se aprueba la celebración de la Audiencia Pública No. 008-17 para considerar la propuesta de modificación del artículo 5 del Título II, denominado Derechos y Obligaciones de las Empresas, los clientes finales y los Usuarios de la Red de Distribución; los artículos 57, 59, 105 y 106 del Título IV, denominado Régimen Tarifario; y los artículos 4, 16, 38 y 40 del Título V, denominado Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización.”

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que mediante Resolución AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007 y su modificación, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título II del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) denominado Derechos y Obligaciones de las Empresas, los Clientes Finales y los Usuarios de la Red de Distribución;
4. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica;
5. Que mediante Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título V del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) denominado Régimen de Suministro;
6. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I de Reglamento de Distribución y Comercialización, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afecten el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
7. Que esta Autoridad Reguladora, considera necesario modificar el artículo 5 del Título II: Derechos y Obligaciones de las Empresas, los clientes finales y los Usuario de la Red de Distribución y Comercialización, en el sentido de incorporar que, el Gran cliente con clientes indirectos debe seguir lo establecido en el Procedimiento para regular la relación entre un gran cliente y las residencias o

CA
J. C. S.
12/05/17

Resolución AN N° 11256 -Elec
 de 19 de mayo de 2017
 Página 2 de 6

locales comerciales que están asociados bajo el esquema del Título X del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;

8. Que de igual forma, esta Autoridad requiere modificar los artículos 57 y 59 del Título IV del RDC, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, para incorporar la aclaración de que los grandes clientes con tarifas horarias sólo pagan el cargo por potencia de generación por la demanda máxima en horas punta;
9. Que asimismo, esta Autoridad Reguladora, plantea modificar el artículo 105 del Título IV del RDC, para establecer que los costos monómicos de transmisión y pérdidas en transmisión se calculen utilizando la energía comprada en vez de la energía transmitida, ya que la energía asociada debe mantener la relación con las ventas de energía a los clientes;
10. Que además de las modificaciones anteriores, esta Autoridad estima modificar el artículo 106 del Título IV del RDC, en el detalle de los costos de generación, en cuanto a tomar en cuenta la entrada en vigencia del Procedimiento para autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No. 10206-Elec de 11 de julio de 2016, ya que el Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 Kilowatts a las redes de media y baja tensión de las redes de las empresas de distribución, aprobado mediante Resolución AN No.5399-Elec de 27 de junio de 2012 se mantuvo vigente hasta el 31 de enero de 2017. En este contexto, además del costo de la energía inyectada a la red por los clientes se agrega la energía inyectada como parte de la energía comprada por la empresa distribuidora;
11. Que además de lo anterior, se requiere modificar los artículos 4, 16, 38 y 40 del Título V del RDC, denominado Régimen de Suministro, en cuanto a:
 - Condiciones para la conexión del suministro eléctrico.
 - La cancelación del servicio de suministro eléctrico.
 - Las fallas administrativas.
 - La información que deben contener las facturas.
12. Que el Reglamento de Distribución y Comercialización aprobado mediante Resolución AN No. 1231-elec de 25 de octubre de 2007 y sus modificaciones, establece en el artículo 12 del Capítulo 1.5 del Título I de las disposiciones generales, que "La ASEP someterá a la participación ciudadana la propuestas de modificación al RDC para recibir comentarios y observaciones. Para los casos específicos del Régimen Tarifario y los Procedimientos tarifarios para las redes de distribución se requiere de una audiencia.";
13. Que en virtud de lo antes mencionado, esta Autoridad Reguladora ha considerado someter a Audiencia Pública la modificación del artículo 5 del Título II; los artículos 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV y los artículos 4, 16, 38 y 40 del Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización;
14. Que el numeral 18 del artículo 20 de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, establece entre las atribuciones de esta Autoridad Reguladora la de organizar las Audiencias Públicas que las leyes sectoriales ordenen o que la propia Autoridad considere;
15. Que el numeral 29 del artículo 20 del Decreto Ejecutivo 143 de 29 de septiembre de 2006, por el cual se adopta el Texto Único de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, establece que la Autoridad de los Servicios Públicos tiene la función y la atribución de realizar



C. A. J. J. J.
Jep

Resolución AN N° 11256 Elec
de 19 de mayo de 2017
Página 3 de 6

los actos necesarios para que se cumplan las funciones y objetivos de la ley y de las leyes sectoriales, por lo que el Administrador General;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de la Audiencia Pública No.008-17, para considerar la propuesta de modificación del Reglamento de Distribución y Comercialización: el artículo 5 del Título II, denominado los Derechos y Obligaciones de las Empresas, los clientes finales y los Usuarios de la Red de Distribución; los artículos 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV, denominado Régimen Tarifario; y los artículos 4, 16, 38 y 40 del Título V, denominado el Régimen de Suministro.

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública No.008-17, antes referida, que el **ANEXO A** de la presente Resolución contiene la propuesta de modificación del artículo 5 del Título II, denominado los Derechos y Obligaciones de las Empresas, los clientes finales y los Usuarios de la Red de Distribución; los artículos 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV, denominado Régimen Tarifario; y los artículos 4, 16, 38 y 40 del Título V, denominado el Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización.

TERCERO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública No.008-17 de la cual trata el Resuelto Primero de esta Resolución, que del **7 al 21 de junio de 2017**, estará disponible el documento que contiene la propuesta, en las oficinas de la Dirección Nacional de Electricidad Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y en su página web de Internet: <http://www.asep.gob.pa>.

CUARTO: COMUNICAR que la referida Audiencia Pública se llevará a cabo el **27 de junio de 2017** a las 10:00 a.m., en las oficinas de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicadas en el Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba.

QUINTO: ESTABLECER el procedimiento a seguir en la Audiencia Pública No.008-17 que considerará la propuesta de modificación del artículo 5 del Título II, denominado los Derechos y Obligaciones de las Empresas, los clientes finales y los Usuarios de la Red de Distribución; los artículos 26, 91, 106, 108, 113 y 128 del Título IV, denominado Régimen Tarifario; y los artículos 4, 16, 38 y 40 del Título V, denominado el Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización.

PROCEDIMIENTO DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No.008-17.

Las personas interesadas en participar en la Audiencia Pública No.008-17 podrán hacerlo presentando comentarios de manera escrita y/o verbal, siguiendo el siguiente procedimiento:

1. Personas calificadas para presentar y/o exponer sus comentarios en la Audiencia Pública No.008-17:

- 1.1 Los representantes legales de los agentes de mercado, conforme hayan sido registrados en la ASEP, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- 1.2 Los representantes de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante la ASEP para la obtención de una o varias concesiones y/o licencias para la prestación de los servicios públicos de electricidad.

Handwritten signature/initials

Resolución AN N° 11256 -Elec
 de 19 de mayo de 2017
 Página 4 de 6

- 1.3 Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- 1.4 Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

2. Fecha y Horario de Inscripción y entrega de comentarios:

Requerirán inscripción quienes deseen participar como expositores en la Audiencia Pública No.008-17.

Las inscripciones y los comentarios deben ser entregados desde el **7 al 21 de junio de 2017**, en horario de 8:00 a.m. a 4:00 p.m.

Luego de finalizado el periodo de inscripción y entrega de comentarios, la ASEP levantará un acta donde constará el nombre de las personas que hayan presentado documentación.

3. Lugar de Inscripción y entrega de comentarios:

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
 Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario.
 Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba, Primer Piso.

4. Forma de Inscripción:

Mediante Formulario que estará disponible en la dirección electrónica <http://www.asep.gob.pa> y en la Dirección Nacional de Electricidad, de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos a partir del **7 al 21 de junio de 2017**, al cual se adjuntará copia del documento de identificación personal de las personas naturales o de los representantes legales de las empresas, o el original del poder otorgado para su representatividad, según sea el caso.

5. Documentación que deben presentar los Expositores:

El día de la Audiencia Pública, deberá presentar exposición escrita de la presentación que se llevará a cabo en original y copia simple y su correspondiente versión en formato digital.

6. Forma de Entrega de los Comentarios:

- 6.1. En sobre cerrado, uno por cada participante.
- 6.2. El sobre con los comentarios para la propuesta en referencia, debe identificarse con la siguiente leyenda:

“AUDIENCIA PÚBLICA No. 008-17 PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 5 DEL TÍTULO II, DENOMINADO LOS DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS, LOS CLIENTES FINALES Y LOS USUARIOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN; LOS ARTÍCULOS 26, 91, 106, 108, 113 Y 128 DEL TÍTULO IV, DENOMINADO RÉGIMEN TARIFARIO; Y LOS ARTÍCULOS 4, 16, 38 Y 40 DEL TÍTULO V, DENOMINADO EL RÉGIMEN

*A. G. H. -
 -
 11/4*

9

Resolución AN Nº 11256 -Elec
de 19 de mayo de 2017
Página 5 de 6



DE SUMINISTRO DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.”

6.3. Nombre, teléfonos, dirección física y electrónica del remitente.

7. Contenido de la Información:

- 7.1. Nota remisoria: Los comentarios y la información que los respalde deben ser remitidos a la ASEP mediante nota que debe ser firmada por las personas a que se refiere el punto 1 de este procedimiento. Dicha nota deberá estar acompañada de copia de la cédula de identidad personal o pasaporte de la persona que la suscribe.
- 7.2. En los comentarios debe explicarse de manera clara la posición de la persona acerca del tema objeto de la Audiencia Pública No. 008-17.
- 7.3. Deberán acompañarse los comentarios con la documentación técnica que respalda la posición, en caso de ser necesario.
- 7.4. Toda información debe presentarse en dos juegos 8 1/2 x 11 (un original y una copia) idénticos, con cada una de sus hojas numeradas. Adicionalmente, deberá presentarse una copia digital en formato Word. Aquellos documentos que no se acompañen de la copia magnética **no serán recibidos por la ASEP.**

8. Disponibilidad de comentarios al público:

A medida que sean entregados los comentarios los mismos serán publicados en la siguiente dirección electrónica: www.asep.gob.pa.

9. Acta de Cierre:

El **22 de junio de 2017**, la ASEP emitirá un Acta de Cierre para dar por finalizado el periodo de inscripción para la participación de la **Audiencia Pública No.008-17** en la que se dejará constancia de los nombres de las personas naturales y jurídicas que presentaron sus comentarios.

PROCEDIMIENTO A SEGUIR EL DÍA DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No. 008-17

1. Expositores:

Cualquier persona tendrá derecho a exponer, siempre y cuando se haya inscrito dentro de los términos señalados. Todo aquel que concurra en representación de una o más personas naturales o jurídicas se limitará a una sola exposición.

2. Observadores:

La Audiencia Pública No. 008-17 está abierta a todo aquel que desee asistir.

3. Orden de Participación de los Expositores:

ASEP determinará el orden de participación de los expositores, el cual se anunciará mediante el Acta de Cierre que se emitirá el día **22 de junio del 2017**, y que será publicada en la página Web de ASEP.

4. Tiempo máximo permisible por participante:

15 minutos para su exposición.

Handwritten signature and initials.

Resolución AN N° 11256 -Elec
de 19 de Mayo de 2017
Página 6 de 6



5. Registro de la Audiencia Pública No. 008-17:

La Audiencia Pública será grabada en audio.

6. Evaluación de los comentarios presentados:

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará los comentarios que hayan sido presentados en tiempo oportuno y que tengan relación con la citada propuesta. Cualquier tema no relacionado con la propuesta se considerará fuera de orden y no será atendido para su análisis.

7. Aprobación de las modificaciones:

Mediante Resolución motivada, se aprobarán o no las modificaciones sometidas a la Audiencia Pública.

SEXTO: Esta Resolución rige a partir de su aprobación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Resolución AN No. 1231-elec de 25 de octubre de 2007 y sus modificaciones.

CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE.

Roberto Meana Meléndez
ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.
El día a los 22 días del mes de 05 de 20 17
[Firma Autorizada]
FIRMA AUTORIZADA

[Firma]



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 11256 Elec de 14 de mayo de 2017

A small, handwritten mark or signature in the bottom right corner of the page, consisting of a few loops and a horizontal line.

MODIFICACIÓN PROPUESTA A LOS TÍTULOS II, IV Y V DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

I. Exposición de Motivos

Título II

Se presenta a consideración la propuesta de modificación al artículo 5 del Título II del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Derechos y Obligaciones de las Empresas, los Clientes Finales y los Usuarios de la Red de Distribución;

Se modifica el artículo 5 para incorporar que el Gran Cliente con clientes indirectos debe seguir lo establecido en el Procedimiento para regular la relación entre un gran cliente y las residencias o locales comerciales que están asociados bajo el esquema del título X del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.

Título IV

Se modifican los artículos 57 y 59 del Título IV del RDC, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, para incorporar la aclaración de que los grandes clientes con tarifas horarias sólo pagan el cargo por potencia de generación por la demanda máxima en horas de punta.

Se modifica el artículo 105 para establecer que los costos monómicos de transmisión y pérdidas en transmisión se calculen utilizando la energía comprada en vez de la energía transmitida, ya que la energía asociada debe mantener la relación con las ventas de energía a los clientes.

En el artículo 106 se modifica el detalle de los costos de generación, en cuanto a tomar en cuenta la entrada en vigencia del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016, ya que el Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kilowatts a las redes de media y baja tensión de las redes de las empresas de distribución, aprobado mediante Resolución AN No.5399-Elec de 27 de junio de 2012 se mantuvo vigente hasta el 31 de enero de 2017. En este contexto, además del costo de la energía inyectada a la red por los clientes se agrega la energía inyectada como parte de la energía comprada por la empresa distribuidora.

Título V

Se modifica el artículo 4 del Título V del RDC, denominado Régimen de Suministro, para establecer requerimientos adicionales para la solicitud del servicio eléctrico que permitan identificar al solicitante de manera apropiada como legalmente autorizado para ser receptor del servicio eléctrico.



Se modifica el artículo 16 para aclarar el procedimiento para que el dueño del inmueble pueda solicitar la cancelación del servicio eléctrico y que el mismo no sea utilizado como medida de presión para promover desalojos.

Se modifica el artículo 38 para incorporar la empresa distribuidora no podrá cobrar retroactivamente diferencias en la facturación causados por errores administrativos.

Se modifica el artículo 40, para incorporar a la información mínima de la factura el historial del pago.



II. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO II

Donde Dice:

Artículo 5 Con la facultad otorgada a la ASEP en la Ley 6 de 1997, se establece que toda persona natural o jurídica con una demanda superior a 100 kW por punto de interconexión o sitio es un gran cliente con todos los derechos y obligaciones consignados en dicha Ley, el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, este RDC y demás normativas vigentes. De requerirse una modificación o reducción a la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, se hará cuando se realicen las revisiones tarifarias cada cuatro (4) años o cuando se renueven las concesiones de distribución.

Debe decir:

Artículo 5 Con la facultad otorgada a la ASEP en la Ley 6 de 1997, se establece que toda persona natural o jurídica con una demanda superior a 100 kW por punto de interconexión o sitio es un gran cliente con todos los derechos y obligaciones consignados en dicha Ley, el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, este RDC y demás normativas vigentes. De requerirse una modificación o reducción a la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, se hará cuando se realicen las revisiones tarifarias cada cuatro (4) años o cuando se renueven las concesiones de distribución.

El gran cliente que cuente con clientes indirectos deberá cumplir con lo establecido en el Procedimiento para regular la relación entre un gran cliente y las residencias o locales comerciales que están asociados bajo el esquema del título X del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.

III. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV

Donde Dice:

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:
 - (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
 - (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
 - (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
 - (vi) Menos los costos de Potencia energizados

RF

El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega del semestre considerado. Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes. Para distribuir los costos de la potencia mayorista entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión. En el caso de los Grandes Clientes, se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos.

- b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.
- (i) Los costos a considerar son los siguientes:
- (i.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.4) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.6) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
 - (i.7) Costos de potencia energizados.
 - (i.8) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^p$).

$$CEGP = \sum_1^7 \text{Costos} \times \%CR_p^p$$

- (iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada ($1 - \%CR_p^p$).



$$CEGFP = \sum_1^7 Costos \times (1 - \%CR_p^p)$$

- (iv) Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.
- (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:
- (iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- (iv.1.2) Costos de autoabastecimiento.
- (iv.1.3) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- (iv.1.4) Porción del Mercado Ocasional ocasionada por la compra de energía de los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP.
- (iv.1.5) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
- (iv.2) El componente de costo extraordinario por energía resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes. A estos componentes se les agrega el (GEGRT) para obtener un componente de costos por energía total, $CEGP_{Total}$ y $CEGFP_{Total}$.

Debe Decir:

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:
- (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
- (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
- (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.



- (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- (vi) Menos los costos de Potencia energizados

El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega del semestre considerado. Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes. Para distribuir los costos de la potencia mayorista entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

En el caso de los Grandes Clientes, se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo pagarán este cargo por la demanda medida en el periodo de horas de punta y el cargo será cero por la demanda en periodo fuera de horas de punta.

- b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.
 - (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.4) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.6) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
 - (i.7) Costos de potencia energizados.
 - (i.8) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
 - (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía

comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^p$).

$$CEGP = \sum_1^7 Costos \times \%CR_p^p$$

- (iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada ($1 - \%CR_p^p$).

$$CEGFP = \sum_1^7 Costos \times (1 - \%CR_p^p)$$

- (iv) Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.

- (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:

(iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.

(i.1.1) Costos de autoabastecimiento.

(i.1.2) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.

(i.1.3) Porción del Mercado Ocasional ocasionada por la compra de energía de los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP.

(i.1.4) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

- (iv.2) El componente de costo extraordinario por energía resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes. A estos componentes se les agrega el (GEGRT) para obtener un componente de costos por energía total, $CEGP_{Total}$ y $CEGFP_{Total}$.

Donde Dice:

Artículo 59 Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.





En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia. En el caso de los Grandes Clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia deberán ser asignados a un cargo por demanda (en kW), se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Para el resto de los clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia podrán ser energizados o incorporados parcialmente al cargo por energía a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuya equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:

- a) La asignación de CUCOST Y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase.
- b) La distribución de CEGP, CEGFP y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y fuera de punta de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.

Debe Decir:

Artículo 59 Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia. En el caso de los Grandes Clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia deberán ser asignados a un cargo por demanda (en kW), se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Para los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo pagarán este cargo por la demanda medida en el periodo de horas de punta y el cargo será cero por la demanda en periodo fuera de horas de punta. Para el resto de los clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia podrán ser energizados o incorporados parcialmente al cargo por energía a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuya equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:

- a) La asignación de CUCOST Y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase.



- b) La distribución de CEGP, CEGFP y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y fuera de punta de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.

Donde Dice:

Artículo 105 Cargos tarifarios de transmisión:

a) Cargo fijo de transmisión

El cargo tarifario de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados anteriormente. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de transmisión estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre $p-2$ y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre $p-2$.

El cargo tarifario de transmisión a aplicar durante el semestre p se calculará como:

$$CPT_{p,i} = CPT_{p,i}^{BASE} + CPT_{p,i}^{Correcc}$$

$CPT_{p,i}$: Cargo tarifario de transmisión para el semestre p , para cada categoría tarifaria i .

$CPT_{p,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p , para cada categoría tarifaria i .

$CPT_{p,i}^{Correcc}$ ó $CPTE_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales)) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos referenciados al semestre $p-2$.

Nota: Los cargos CPT_i ó $CPTE_i$ serán aplicados respectivamente en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria y su actualización se efectuará con el mismo factor de ajuste.

El primero de los conceptos planteados se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPT_{p,i}^{BASE} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-BASE}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$



$CPT_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p-1 para cada categoría tarifaria i.

$TM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados para el semestre p. Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes para cubrir los costos puros de transmisión en el semestre p.

Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión ($Monómico_{T_p}$), que resulta de dividir el costo de transmisión entre la energía transmitida (kWh) a la red de la distribuidora, por los kWh vendidos más el consumo de alumbrado público (VE_p), así:

$$TM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (Monómico_{T_p})$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los costos asociados a la transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados. Los costos de transmisión se refieren a los siguientes costos:

- (i) Costos de conexión.
- (ii) Costos por el uso de la red de transporte.
- (iii) Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- (iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por la Autoridad.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.
- (vi) Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de Regulación del Mercado Regional.

$T_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes conectados a la empresa distribuidora, en el semestre p. Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por transmisión para cada clase de cliente i, que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes por categoría tarifaria del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:



$$T_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i \left(\text{CPT}_{p-1,i}^{BASE} \times \text{VE}_{p,i} \right) + \text{SUM}_i \left(\text{CPT}_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p,k,i} \right) \right]$$

$\text{VE}_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) para el semestre p .

$\text{DMAX}_{p,k,i}$: Potencia máxima de demanda pronosticada para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) y para cada mes k del semestre p .

El segundo de los términos denominado *Correcc* resultará de la siguiente expresión:

$$\text{CPT}_{p,i}^{Correcc} = \text{CPT}_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{\text{TM}_p^{CR-Correcc}}{\text{T}_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$\text{TM}_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r" Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$\text{TM}_p^{CR-Correcc} = (\text{TR}_{p-2}) \times (1 + r)$$

$$\text{TR}_{p-2} = \text{CTR}_{p-2} - \left[\text{SUM}_i \left(\text{CPT}_{p-2,i}^{BASE} \times \text{VR}_{p-2,i} \right) + \text{SUM}_i \left(\text{CPT}_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p-2,k,i} \right) \right] + \text{TR}_{p-4}$$

TR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al semestre $p-2$, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

r : es el valor en centésimos que corresponda al promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un año.

$\text{CPT}_{p-2,i}^{BASE}$ ó $\text{CPT}_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

$\text{VR}_{p-2,i}$: Ventas Reales de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre $p-2$.

$\text{DMAX}_{p-2,k,i}$: Demanda máxima facturada correspondiente al mes "k" dentro del semestre $p-2$ y categoría tarifaria i .

CTR_{p-2} : Costo permitido real de transmisión calculado en base a los costos reales de transmisión en el semestre $p-2$. El costo permitido real de transmisión es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de transmisión ($\text{Monómico}_{T_{p-2}}$) por los



(kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales totales de transmisión entre la suma de la energía real transmitida (kWh) a la red de la distribuidora. El cálculo de este costo resulta de:

$$CTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (\text{Monómico}_{T_{p-2}})$$

VR_{p-2} : Venta real de energía durante el semestre p-2. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p-2 a todos los clientes, incluido el consumo real de Alumbrado Público.

TR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$TR_{p-4} = \left[\frac{\left[\sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i} \right) \right] - \left[\sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \right]}{\dots} \right]$$

$DMAXE_{p-2,k,i}$: Demanda máxima estimada correspondiente al mes "k" dentro del semestre p-2 y categoría tarifaria i.

$CPT_{p-2,i}^{Correcc}$ ó $CPT_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

b) Cargo por pérdidas de transmisión

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$ para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados en el cálculo anterior. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de las pérdidas de energía en transmisión estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario de pérdidas en transmisión a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i, teniendo en cuenta tanto la variación de costos respecto de los ingresos previstos, así como también la compensación de desviaciones que pudieran haberse producido en el semestre p-2, se calculará como:

$$CPET_{p,i} = CPET_{p,i}^{BASE} + CPET_{p,i}^{Correcc}$$



$CPET_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i para el semestre p . Este cargo está asociado a la recuperación de los costos de pérdidas de energía en Transmisión.

$CPET_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i calculado para el semestre p .

$CPET_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos referenciados al semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i .

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPET_{p,i}^{BASE} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-BASE}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPET_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i en el semestre $p-1$.

$PTM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir pérdidas en transmisión en el semestre p . Esto corresponde al valor permitido en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, para cubrir los costos puros por pérdidas de energía en transmisión en el semestre p .

Los costos de pérdidas de transmisión permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de pérdidas en transmisión ($promedio_PT_{p-1}$) por la venta de energía estimada (kWh) (VE_p), incluido el consumo de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p .

El costo promedio resulta de la división de los costos totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía pronosticada a transmitir (kWh) a la red de la distribuidora referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$PTM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (promedio_PT_p)$$

Dado que el semestre p es futuro, los costos asociados a las pérdidas de transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados.



$PT_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de pérdidas de energía en transmisión, aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p. Esto corresponde a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PT_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i \left(CPET_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) \right]$$

Al igual que en el apartado anterior, al realizar los cálculos para el semestre p, se determinará adicionalmente un término de corrección que resultará de la siguiente expresión:

$$CPET_{p,i}^{Correcc} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-Correcc}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$PTM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$PTM_p^{CR-Correcc} = (PTR_{p-2}) \times (1+r)$$

$$PTR_{p-2} = CPTR_{p-2} - \left[\text{SUM}_i \left(CPET_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \right] + PTR_{p-4}$$

PTR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre p-2 entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CPET_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

$CPTR_{p-2}$: Costo permitido real de pérdidas de transmisión calculado en base a los costos reales de pérdidas de transmisión en el semestre p-2. El costo permitido real de pérdidas de transmisión es el resultado de multiplicar el costo promedio de transmisión (*promedio_PT_{p-2}*) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio resulta de la



división de los costos reales totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía real transmitida (kWh) a la red de la distribuidora. El cálculo de este costo resulta de:

$$CPTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (\text{promedio } PT_{p-2})$$

PTR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre p-2 por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales). Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PTR_{p-4} = \left[\text{SUM}_i (CPET_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \right] - \left[\text{SUM}_i (CPET_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \right]$$

$CPET_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

Debe Decir:

Artículo 105 Cargos tarifarios de transmisión:

a) Cargo fijo de transmisión

El cargo tarifario de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados anteriormente. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de transmisión estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario de transmisión a aplicar durante el semestre p se calculará como:

$$CPT_{p,i} = CPT_{p,i}^{BASE} + CPT_{p,i}^{Correcc}$$

$CPT_{p,i}$: Cargo tarifario de transmisión para el semestre p, para cada categoría tarifaria i.

$CPT_{p,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p, para cada categoría tarifaria i.

$CPT_{p,i}^{Correcc}$ ó $CPTE_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos referenciados al semestre p-2.



Nota: Los cargos CPT_i ó $CPTE_i$ serán aplicados respectivamente en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria y su actualización se efectuará con el mismo factor de ajuste.

El primero de los conceptos planteados se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPT_{p,i}^{BASE} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-BASE}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPT_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p-1 para cada categoría tarifaria i.

$TM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados para el semestre p. Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes para cubrir los costos puros de transmisión en el semestre p.

Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión (*Monómico_{T_p}*), que resulta de dividir el costo de transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en el semestre p, por los kWh vendidos más el consumo de alumbrado público (VE_p), así:

$$TM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (\text{Monómico}_{T_p})$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los costos asociados a la transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados. Los costos de transmisión se refieren a los siguientes costos:

- (i) Costos de conexión.
- (ii) Costos por el uso de la red de transporte.
- (iii) Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- (iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por la Autoridad.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.
- (vi) Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de Regulación del Mercado Regional.



$T_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes conectados a la empresa distribuidora, en el semestre p. Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por transmisión para cada clase de cliente i, que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes por categoría tarifaria del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$T_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\sum_i (CPT_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + \sum_i \left(CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p,k,i} \right) \right]$$

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) para el semestre p.

$DMAX_{p,k,i}$: Potencia máxima de demanda pronosticada para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) y para cada mes k del semestre p.

El segundo de los términos denominado *Correcc* resultará de la siguiente expresión:

$$CPT_{p,i}^{Correcc} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-Correcc}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$TM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “r” Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$TM_p^{CR-Correcc} = (TR_{p-2}) \times (1 + r)$$

$$TR_{p-2} = CTR_{p-2} - \left[\sum_i (CPT_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \right] + TR_{p-4}$$

TR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

r: es el valor en centésimos que corresponda al promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un año.



$CPT_{p-2,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

$VR_{p-2,i}$: Ventas Reales de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p-2.

$DMAX_{p-2,k,i}$: Demanda máxima facturada correspondiente al mes “k” dentro del semestre p-2 y categoría tarifaria i.

CTR_{p-2} : Costo permitido real de transmisión calculado en base a los costos reales de transmisión en el semestre p-2. El costo permitido real de transmisión es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de transmisión ($Monómico_{T_{p-2}}$) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales totales de transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en el semestre p-2. El cálculo de este costo resulta de:

$$CTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (Monómico_{T_{p-2}})$$

VR_{p-2} : Venta real de energía durante el semestre p-2. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p-2 a todos los clientes, incluido el consumo real de Alumbrado Público.

TR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$TR_{p-4} = \left[\begin{array}{l} \left[\sum_i (CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) + \sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i} \right) \right] - \\ \left[\sum_i (CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) + \sum_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \right] \end{array} \right]$$

$DMAXE_{p-2,k,i}$: Demanda máxima estimada correspondiente al mes “k” dentro del semestre p-2 y categoría tarifaria i.

$CPT_{p-2,i}^{Correcc}$ ó $CPTE_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

b) Cargo por pérdidas de transmisión

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$ para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados en el cálculo anterior. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de las pérdidas de energía



en transmisión estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario de pérdidas en transmisión a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i, teniendo en cuenta tanto la variación de costos respecto de los ingresos previstos, así como también la compensación de desviaciones que pudieran haberse producido en el semestre p-2, se calculará como:

$$CPET_{p,i} = CPET_{p,i}^{BASE} + CPET_{p,i}^{Correcc}$$

$CPET_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i para el semestre p. Este cargo está asociado a la recuperación de los costos de pérdidas de energía en Transmisión.

$CPET_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i calculado para el semestre p.

$CPET_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos referenciados al semestre p-2, para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPET_{p,i}^{BASE} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-BASE}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPET_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i en el semestre p-1.

$PTM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir pérdidas en transmisión en el semestre p. Esto corresponde al valor permitido en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, para cubrir los costos puros por pérdidas de energía en transmisión en el semestre p.

Los costos de pérdidas de transmisión permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de pérdidas en transmisión ($promedio_PT_{p-2}$) por la venta de energía estimada



(kWh) (VE_p), incluido el consumo de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p.

El costo promedio resulta de la división de los costos totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en el semestre p referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$PTM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (\text{promedio } PT_p)$$

Dado que el semestre p es futuro, los costos asociados a las pérdidas de transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados.

$PT_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de pérdidas de energía en transmisión, aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p. Esto corresponde a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PT_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i \left(CPET_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) \right]$$

Al igual que en el apartado anterior, al realizar los cálculos para el semestre p, se determinará adicionalmente un término de corrección que resultará de la siguiente expresión:

$$CPET_{p,i}^{Correcc} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PT_p^{CR-Correcc}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$PT_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$PT_p^{CR-Correcc} = (PTR_{p-2}) \times (1+r)$$

$$PTR_{p-2} = CPTR_{p-2} - \left[\text{SUM}_i \left(CPET_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \right] + PTR_{p-4}$$

PTR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre p-2 entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos



por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CPET_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

$CPTR_{p-2}$: Costo permitido real de pérdidas de transmisión calculado en base a los costos reales de pérdidas de transmisión en el semestre p-2. El costo permitido real de pérdidas de transmisión es el resultado de multiplicar el costo promedio de transmisión ($promedio_PT_{p-2}$) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio resulta de la división de los costos reales totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en el semestre p-2. El cálculo de este costo resulta de:

$$CPTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (promedio_PT_{p-2})$$

PTR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en el semestre p-2 por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales). Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PTR_{p-4} = \left[\sum_i (CPET_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \right] - \left[\sum_i (CPET_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \right]$$

$CPET_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

Donde Dice:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.



El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre p , para cada categoría tarifaria i teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGEN_{p,i} = CPOTGEN_{p,i}^{BASE} + CPOTGEN_{p,i}^{Correcc}$$

$CPOTGEN_{p,i}$ ó $CPOTGENE_{p,i}$: Cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p ,

$CPOTGEN_{p,i}^{BASE}$ ó $CPOTGENE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p .

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_i$ será un cargo aplicado en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_i$. El $CPOTGENGC_i$ correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.

$CPOTGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{BASE} = CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre $p-1$.

$GM_p^{CR-BASE}$: Los costos totales de generación permitidos a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) más el costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$).

$$GM_p^{CR-BASE} = CG_p^{CR-BASE} + CGR_p^{CR-BASE}$$

El costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia:

- 
- (1.1) Costos de compra de potencia de Contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (1.2) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (1.3) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (1.4) Costos por reserva de largo plazo: costos correspondientes a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.
- (1.5) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.

2. Costos por compra de energía:

- (2.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos.
- (2.2) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos

contratos. Se incluyen los costos de compra de energía contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP asociada a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico

- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (2.4) La energía asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (2.5) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.
- (2.6) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución AN No.5399-Elec de 27 de junio de 2012.

3. Costos del Mercado:

- (3.1) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
- (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
- (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.



El costo de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CG_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_}GP_p \times VE_p$$

VE_p : Ventas pronosticadas de energía durante el semestre p. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluido el consumo pronosticado de Alumbrado Público.

El precio promedio ponderado monómico de generación permitido ($\text{Monómico_}GP_p$) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en el semestre p, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico_}GP_p = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_p + \sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_p + \text{Costo_del_Mercado}_p}{\text{EnergíaComprada}_p}$$

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
4. Porción del Mercado Ocasional causada por la compra de energía para suplir los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP: los sobre costos calculados con base en cómo habría sido la liquidación si los contratos cancelados o suspendidos siguieran vigentes y su costo según contrato. El costo total del mercado ocasional sumando la porción asignada a Costo de generación extra por restricciones y la porción asignada en Costos por compra de

Energía debe sumar el monto establecido por compra de energía en el Mercado ocasional, según la liquidación presentada por el CND.

5. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_}GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($\text{Monómico_}GR_p$) resulta de la división del costo de generación extraordinario entre la suma de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado Público.

$$\text{Monómico_}GR_p = \frac{\begin{aligned} &\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_p + \\ &\text{Costos_de_Autoabastecimiento}_p + \\ &\sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_p + \\ &\text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_p + \\ &\text{Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje}_p \end{aligned}}{VE_p}$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

$G_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:



$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ &SUM_{\forall i=MDHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP}) + \\ &SUM_{\forall i=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$\sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribidora le compra su potencia para el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$VE_{p,i}^P$: Ventas pronosticadas de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta (FP) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-1.

$VE_{p,i}^{FP}$: Ventas pronosticadas de energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-1.

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{Correcc} = CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “r”. Este valor resultará de la siguiente expresión:



$$GM_p^{CR-Correcc} = (GR_{p-2}) \times (1+r) + Int_{p-2}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{m=1}^6 AM_m \times \left(\frac{r}{6}\right)$$

Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2 ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} &SUM_i (CPOTGENE_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i (VarxComb_i \times VR_{p-2,i}) + \\ &SUM_{i \in MDIHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \in MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) \end{aligned} \right] + GPR_{p-4}$$

GR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

CGR_{p-2}^C : Los costos totales de generación permitidos reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) más el costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$).

$$CGR_{p-2}^C = CGR_{p-2} + CGRR_{p-2}$$

El costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_{p-2} = Monómico_GR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($Monómico_GR_{p-2}$) resulta de la división de los costos de generación reales entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.



$$\text{Monómico}_{GR_{p-2}} = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_{p-2} + \sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_{p-2} + \text{Costo_del_Mercado}_{p-2}}{\text{EnergíaComprada}_{p-2}}$$

El costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGRR_{p-2} = \text{Monómico}_{GRR_{p-2}} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($\text{Monómico}_{GRR_{p-2}}$) resulta de la división del costo de generación extraordinario real entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado Público.

$$\text{Monómico}_{GRR_{p-2}} = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_{p-2} + \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_{p-2} + \sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_{p-2} + \text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_{p-2} + \text{Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje}_{p-2}}{VR_{p-2}}$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2. En el caso en que en la categoría tarifaria i el cargo por potencia se exprese energizado parcialmente, debe utilizarse también $CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE}$.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^P$: Ventas Reales de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^{FP}$: Ventas Reales de energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.



$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k}^{GC}$: Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2 según los cargos tarifarios BASE.

$VarxComb_i$: Cargo Variación por Combustible para cada categoría tarifaria i relacionados a los costos del semestre p-2.

$CCONAP_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-2

GPR_{p-4} : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) - \\ &SUM_{i|i=MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i|i=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \end{aligned} \right] - \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \\ &SUM_{i|i=MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i|i=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$ ó $CPOTGENE_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-2.



$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc}$: Cargo *Correc* por energía en horas fuera de punta para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correc* por energía para cada categoría tarifaria *i* que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2.

$CCONAP_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correc* por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria *i* para el semestre p-2

b) Cargo por Energía de Generación en Punta y Fuera de Punta

De igual manera que para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrá en cuenta para la actualización de los cargos por energía, los conceptos mencionados, es decir, el denominado *Base*, que siempre corresponde a los costos estimados para el semestre p y sus actualizaciones y el denominado *Correcc*, que corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i.1) Cargo por energía en horas de Punta

El cargo tarifario por generación de energía en horas de punta (P), para cada categoría tarifaria *i*, se calculará como:

$$CENEGEN_{p,i}^P = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^P$: Cargo tarifario por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria *i*.



El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Adicionalmente, al realizar los cálculos para cada semestre p, se calculará el término de corrección, que resultará de la expresión siguiente:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Las variables utilizadas en esta expresión han sido también definidas anteriormente.

(i.2) Cargo por energía en horas Fuera de Punta

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en horas Fuera de Punta, para cada categoría i, se efectúa de manera similar al detallado en el apartado anterior, de la suma de los cargos BASE y su corrección, así:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP} = CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

(ii) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

Siguiendo la misma secuencia de cálculos que los efectuados anteriormente para los cargos por energía, donde se determinaron los valores base y las correcciones correspondientes, en este caso se utilizan las siguientes expresiones:

$$CENEGEN_{p,i} = CENEGEN_{p,i}^{BASE} + CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}$: Cargo tarifario por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$$CENEGEN_{p,i}^{BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CENEGEN_{p,i}^{Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

El cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.

Debe decir:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación estimados



para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGEN_{p,i} = CPOTGEN_{p,i}^{BASE} + CPOTGEN_{p,i}^{Correcc}$$

$CPOTGEN_{p,i}$ ó $CPOTGENE_{p,i}$: Cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p,

$CPOTGEN_{p,i}^{BASE}$ ó $CPOTGENE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p.

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_i$ será un cargo aplicado en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_i$. El $CPOTGEN_{GC}$, correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.

$CPOTGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{BASE} = CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GM_p^{CR-BASE}$: Los costos totales de generación permitidos a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) más el costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$).



$$GM_p^{CR-BASE} = CG_p^{CR-BASE} + CGR_p^{CR-BASE}$$

El costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia:
 - (1.1) Costos de compra de potencia de Contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
 - (1.2) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
 - (1.3) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (1.4) Costos por reserva de largo plazo: costos correspondientes a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.
 - (1.5) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
2. Costos por compra de energía:
 - (2.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de

distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos.

- (2.2) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos. Se incluyen los costos de compra de energía contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP asociada a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico
- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (2.4) La energía asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (2.5) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.
- (2.6) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016. Para la verificación de este punto, la empresa distribuidora deberá presentar el detalle de consumo e inyecciones de los clientes, así como el cálculo de los costos, considerando:
 - (i) La energía inyectada hasta el 25% se reconoce al valor del costo promedio semestral de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, en el semestre que se acumulan los excedentes, según lo dispuesto en el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.
 - (ii) La energía inyectada superior al 25% no se considerará como costo de compra de contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora.

3. Costos del Mercado:



- 
- (3.1) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
 - (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
 - (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

El costo de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CG_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_GP}_p \times VE_p$$

VE_p : Ventas pronosticadas de energía durante el semestre p. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluido el consumo pronosticado de Alumbrado Público.

El precio promedio ponderado monómico de generación permitido (Monómico_GP_p) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega, la de generación propia ingresada y la energía total inyectada a su red por los clientes en el semestre p, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico_GP}_p = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_p + \sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_p + \text{Costo_del_Mercado}_p}{\text{EnergíaComprada}_p}$$

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.



2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
4. Porción del Mercado Ocasional causada por la compra de energía para suplir los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP: los sobre costos calculados con base en cómo habría sido la liquidación si los contratos cancelados o suspendidos siguieran vigentes y su costo según contrato. El costo total del mercado ocasional sumando la porción asignada a Costo de generación extra por restricciones y la porción asignada en Costos por compra de Energía debe sumar el monto establecido por compra de energía en el Mercado ocasional, según la liquidación presentada por el CND.
5. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_p^{CR-BASE} = Monómico_GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($Monómico_GR_p$) resulta de la división del costo de generación extraordinario entre la suma de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado Público.

$$Monómico_GR_p = \frac{\begin{aligned} &Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine_p + \\ &Costos_de_Autoabastecimiento_p + \\ &\sum Sobrecostos_por_Generación_Obligada_p + \\ &Porción\ del\ Mercado\ Ocasional\ por\ contratos\ cancelados\ o\ suspendidos_p + \\ &Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje_p \end{aligned}}{VE_p}$$



Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

$G_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGENE_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ &SUM_{i \in MDHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \in MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$\sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$VE_{p,i}^P$: Ventas pronosticadas de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta (FP) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-1.

$VE_{p,i}^{FP}$: Ventas pronosticadas de energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.



$CENEGEN_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-1.

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{Correcc} = CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “r”. Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GM_p^{CR-Correcc} = (GR_{p-2}) \times (1+r) + Int_{p-2}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{m=1}^6 AM_m \times \left(\frac{r}{6} \right)$$

Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2 ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} &SUM_i (CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{GC} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i (VarxComb_i \times VR_{p-2,i}) + \\ &SUM_{i \in MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \in MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) \end{aligned} \right] + GPR_{p-4}$$

GR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.



CGR_{p-2}^C : Los costos totales de generación permitidos reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) más el costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$).

$$CGR_{p-2}^C = CGR_{p-2} + CGRR_{p-2}$$

El costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_{p-2} = \text{Monómico}_{GR_{p-2}} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($\text{Monómico}_{GR_{p-2}}$) resulta de la división de los costos de generación reales entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega, la de generación propia ingresada y la energía total inyectada a su red por los clientes en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico}_{GR_{p-2}} = \frac{\text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Potencia}_{p-2} + \sum \text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Energía}_{p-2} + \text{Costo}_{del}_{Mercado}_{p-2}}{\text{EnergíaComprada}_{p-2}}$$

El costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGRR_{p-2} = \text{Monómico}_{GRR_{p-2}} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($\text{Monómico}_{GRR_{p-2}}$) resulta de la división del costo de generación extraordinario real entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado Público.

$$\text{Monómico}_{GRR_{p-2}} = \frac{\text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Potencia}_{que}_{ASEP}_{determine}_{p-2} + \text{Costos}_{de}_{Autoabastecimiento}_{p-2} + \sum \text{Sobrecostos}_{por}_{Generación}_{Obligada}_{p-2} + \text{Porción}_{del}_{Mercado}_{Ocasional}_{por}_{contratos}_{cancelados}_{o}_{suspensionados}_{p-2} + \text{Sobrecostos}_{por}_{incremento}_{de}_{precios}_{de}_{contratos}_{por}_{arbitraje}_{p-2}}{VR_{p-2}}$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2. En el caso en que



en la categoría tarifaria i el cargo por potencia se exprese energizado parcialmente, debe utilizarse también $CPOTGENE_{p-2,i}^{BASE}$.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^P$: Ventas Reales de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^{FP}$: Ventas Reales de energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}$: Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2 según los cargos tarifarios BASE.

$VarxComb_i$: Cargo Variación por Combustible para cada categoría tarifaria i relacionados a los costos del semestre p-2.

$CCONAP_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-2

GPR_{p-4} : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i} \right) \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \\ &SUM_{iVI=MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{iVI=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \end{aligned} \right] -$$



$$\left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i (CCONAP_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) \\ &SUM_{i \in MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \in MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i}) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correc}$ ó $CPOTGENE_{p-2,i}^{P-Correc}$: Cargo *Correc* por potencia de generación calculado para cada categoría tarifaria *i* del semestre *p-2*.

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correc}$: Cargo *Correc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria *i* del semestre *p-2*.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc}$: Cargo *Correc* por energía en punta para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre *p-2*.

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc}$: Cargo *Correc* por energía en horas fuera de punta para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre *p-2*.

$CENEGEN_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* por energía para cada categoría tarifaria *i* que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre *p-2*.

$CCONAP_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria *i* para el semestre *p-2*

b) Cargo por Energía de Generación en Punta y Fuera de Punta

De igual manera que para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrá en cuenta para la actualización de los cargos por energía, los conceptos mencionados, es decir, el denominado Base, que siempre corresponde a los costos estimados para el semestre *p* y sus actualizaciones y el denominado *Correcc*, que corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre *p-2* y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre *p-2*. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i.1) Cargo por energía en horas de Punta



El cargo tarifario por generación de energía en horas de punta (P), para cada categoría tarifaria i, se calculará como:

$$CENEGEN_{p,i}^P = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^P$: Cargo tarifario por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Adicionalmente, al realizar los cálculos para cada semestre p, se calculará el término de corrección, que resultará de la expresión siguiente:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Las variables utilizadas en esta expresión han sido también definidas anteriormente.

(i.2) Cargo por energía en horas Fuera de Punta

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en horas Fuera de Punta, para cada categoría i, se efectúa de manera similar al detallado en el apartado anterior, de la suma de los cargos BASE y su corrección, así:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP} = CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.



$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

(ii) **Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria**

Siguiendo la misma secuencia de cálculos que los efectuados anteriormente para los cargos por energía, donde se determinaron los valores base y las correcciones correspondientes, en este caso se utilizan las siguientes expresiones:

$$CENEGEN_{p,i} = CENEGEN_{p,i}^{BASE} + CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}$: Cargo tarifario por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$$CENEGEN_{p,i}^{BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CENEGEN_{p,i}^{Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

El cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.

IV. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO V

Donde Dice:

Artículo 4 Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:

- a) No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este reglamento. La deuda por parte del cliente anterior del sitio donde se va a prestar el servicio, no será motivo para condicionar, suspender o cortar el suministro al nuevo cliente.
- b) Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente información:
 - (i) Copia de la cédula de identidad personal o pasaporte (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural. Copia del certificado de Registro Público de la Sociedad Anónima para la persona jurídica.
 - (ii) En caso de que la persona natural o el representante legal de una sociedad no pueda asistir personalmente a firmar el contrato de suministro, se deberá aportar:
 - Para persona natural: Carta de autorización original con copia de la cédula del otorgante y del autorizado.
 - Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado).
 - (iii) Para los inmuebles o instalaciones nuevas no ocupadas, copia del permiso de ocupación.
 - (iv) En los casos de clientes tales como construcciones, exposiciones, ferias, circos, etc. que requieran un suministro de carácter temporal, deberán presentar la habilitación correspondiente para su funcionamiento emitida por autoridad competente.



- c) Presentar certificación de buen historial de pago o referencias de crédito recientes, es decir que no exceda un periodo de 5 años de la fecha en que se realiza la solicitud. En ausencia de éstas, el solicitante deberá pagar el depósito de garantía establecido en el presente reglamento.
- d) Pagar el derecho de conexión de acuerdo al pliego tarifario vigente.
- e) En edificaciones nuevas el punto de interconexión debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución de acuerdo con las normas de construcción.
- f) El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares.
- g) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento. (Este literal regirá a partir de 12 de marzo de 2014).

Debe Decir:

Artículo 4 Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:

- a) No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este reglamento. La deuda por parte del cliente anterior del sitio donde se va a prestar el servicio, no será motivo para condicionar, suspender o cortar el suministro al nuevo cliente.
- b) Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente información:
 - (i) Copia de la Escritura Pública o certificación expedida por el Registro Público o por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, vigente, en donde se acredite la propiedad y/o tenencia del bien inmueble.
 - (ii) En caso de no ser el titular del bien inmueble, deberá presentar copia del Contrato de Arrendamiento suscrito con el propietario o tenedor del bien inmueble
 - (iii) Copia de la cédula de identidad personal vigente o pasaporte vigente (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural. Copia del certificado de Registro Público de la Sociedad Anónima para la persona jurídica.
 - (iv) En caso de que la persona natural o el representante legal de una sociedad no pueda asistir personalmente a firmar el contrato de suministro, se deberá aportar:
 - Para persona natural: Carta de autorización original con copia de la cédula del otorgante y del autorizado.

- Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado).

(v) En el caso de los inmuebles o instalaciones nuevas no ocupadas, además de los otros requisitos deberá el solicitante aportar:

- Copia del permiso de ocupación que emitan los Municipios al solicitante del servicio de energía eléctrica previa certificación del Benemérito Cuerpo de Bomberos con relación a la seguridad de las respectivas instalaciones eléctricas.
 - En caso de que el permiso de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante, deberá presentar además de la copia del permiso de ocupación otorgado por la autoridad competente, una carta de autorización para aportarla a la solicitud, en original y firmada por el propietario o tenedor del bien inmueble o por el representante legal o por el apoderado legal de éstos, la cual será verificada por la distribuidora con el resto de la documentación que obligatoriamente debe ser aportada por el solicitante del servicio.
- c) En los casos de clientes tales como construcciones, exposiciones, ferias, circos, etc. que requieran un suministro de carácter temporal, deberán presentar la habilitación correspondiente para su funcionamiento emitida por autoridad competente.
- d) Presentar certificación de buen historial de pago o referencias de crédito recientes, es decir que no exceda un periodo de 5 años de la fecha en que se realiza la solicitud. En ausencia de éstas, el solicitante deberá pagar el depósito de garantía establecido en el presente reglamento.
- e) Pagar el derecho de conexión de acuerdo al pliego tarifario vigente.
- f) En edificaciones nuevas el punto de interconexión debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución de acuerdo con las normas de construcción.
- g) El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares.
- h) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.



Donde Dice:

Artículo 16 La cancelación del servicio se realizará cuando lo solicite el cliente, de forma verbal o por escrito, personalmente o por intermedio de una persona autorizada. Cuando el cliente o una persona autorizada realice la solicitud de cancelación en forma verbal, la empresa distribuidora deberá entregar al cliente una constancia escrita de la solicitud, en la que se consigne como mínimo, fecha, hora, número de registro y nombre de la persona que recibió la petición.

La empresa distribuidora realizará la desconexión en un tiempo no mayor al que se exige para las instalaciones de acuerdo a la norma de calidad vigente, el cual deberá ser informado al cliente en la misma constancia de la solicitud. La empresa distribuidora debe realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio y facturar el consumo para el cierre de la cuenta.

En el caso de que el cliente no sea el dueño de la vivienda o del local comercial, y este abandona o desaloja el mismo sin avisar a la empresa distribuidora o solicitar la cancelación del servicio, la empresa deberá aceptar la solicitud de cancelación del servicio de parte del propietario, siempre que el mismo presente una Declaración Jurada que indique de manera expresa que el cliente desalojó el lugar o local. En este caso, la solicitud deberá realizarse por escrito, presentando copia de los documentos que acrediten la propiedad del inmueble. Si el cliente que ocupaba el local dejara una cuenta pendiente, la misma solo es atribuible a él y no podrá trasladarse al propietario del inmueble ni al nuevo cliente que pase a hacer uso de dicho local o vivienda, tal y como se establece en el artículo 4 del Capítulo V.1 de este Reglamento. El propietario del local deberá realizar tal solicitud en forma diligente, y la Empresa Distribuidora deberá proceder a la conexión del nuevo servicio, una vez firmado el nuevo contrato y, el cliente haya pagado el respectivo depósito.

Debe Decir:

Artículo 16 La cancelación del servicio se realizará cuando lo solicite el cliente, de forma verbal o por escrito, personalmente o por intermedio de una persona autorizada ante notario. Cuando el cliente o una persona autorizada ante notario realice la solicitud de cancelación en forma verbal, la empresa distribuidora deberá entregar al cliente una constancia escrita de la solicitud, en la que se consigne como mínimo, fecha, hora, número de registro y nombre de la persona que recibió la petición.

La empresa distribuidora realizará la desconexión en un tiempo no mayor al que se exige para las instalaciones de acuerdo a la norma de calidad vigente, el cual deberá ser informado al cliente en la misma constancia de la solicitud. La empresa distribuidora debe realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio y facturar el consumo para el cierre de la cuenta.



En el caso de que el cliente no sea el dueño de la vivienda o del local comercial, y este abandona o desaloja el mismo sin avisar a la empresa distribuidora o solicitar la cancelación del servicio, la empresa deberá aceptar la solicitud de cancelación del servicio de parte del propietario, siempre que sea presentada por escrito y se aporten copias de los documentos que acrediten la propiedad o tenencia del bien inmueble sobre el cual se solicita la cancelación del suministro:

- a) Presente una Declaración Jurada notariada original, que indique de manera expresa que el cliente desalojó el bien inmueble o que fue lanzado o desalojado del bien inmueble.
- b) Presente certificado el Registro Público o de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras, original y vigente.

Una vez aceptada la solicitud de cancelación del servicio por la causal de abandono o desalojo, la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud y realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio, a fin de comprobar que en el bien inmueble no se registra consumo, acreditándose el abandono declarado por el propietario o tenedor del bien inmueble que solicitó la cancelación del servicio. En caso de haber consumo en el bien inmueble no se procederá con la desconexión.

La empresa distribuidora no será responsable por conflictos dimanantes de lo antes expuesto y cualquier reclamación deberá ser dirigida al propietario o tenedor correspondiente.

Si el cliente que ocupaba el bien inmueble dejara una cuenta pendiente, la misma solo es atribuible a él y no podrá trasladarse al propietario del inmueble ni al nuevo cliente que pase a hacer uso del mismo, tal y como se establece en el artículo 4 del Capítulo V.1 de este Reglamento. El propietario del bien inmueble deberá realizar tal solicitud en forma diligente, y la Empresa Distribuidora deberá proceder a la conexión del nuevo servicio, una vez firmado el nuevo contrato y, el cliente haya pagado el respectivo depósito.

Donde Dice:

Artículo 40 Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:

- a) Variables de consumo (energía/potencia –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).
- b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.
- c) Intereses y monto final correspondiente.
- d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.
- e) Lugares de pago.
- f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.



- g) Tarifa aplicada.
- h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación).
- i) Tipo de lectura (real/estimada).
- j) Lectura anterior y actual del medidor
- k) Período de lectura y cantidad de días facturados
- l) Saldo adeudado a 30 días
- m) Saldo adeudado a 60 días
- n) Historial de consumo mensual (datos).
- o) Cargos por conexión y reconexión por motivos de suspensión del servicio
- p) Reducciones Tarifarias.
- q) Estadísticas de interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de que fue objeto en el período de facturación anterior.
- r) Fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información.
- s) Detalles del depósito de garantía
- t) Fecha de vencimiento de la factura

Debe Decir:

Artículo 40 Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:

- a) Variables de consumo (energía/potencia –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).
- b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.
- c) Intereses y monto final correspondiente.
- d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.
- e) Lugares de pago.
- f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.



- g) Tarifa aplicada.
- h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación).
- i) Tipo de lectura (real/estimada).
- j) Lectura anterior y actual del medidor
- k) Período de lectura y cantidad de días facturados
- l) Saldo adeudado a 30 días
- m) Saldo adeudado a 60 días
- n) Historial de consumo mensual (datos).
- o) Cargos por conexión y reconexión por motivos de suspensión del servicio
- p) Reducciones Tarifarias.
- q) Estadísticas de interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de que fue objeto en el período de facturación anterior.
- r) Fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información.
- s) Detalles del depósito de garantía
- t) Fecha de vencimiento de la factura
- u) Historial de pago mensual (datos).

Donde Dice:

Artículo 38 En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la empresa distribuidora, no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.

Debe Decir:

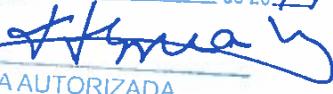
Artículo 38 En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la empresa distribuidora, no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.



En los casos en que por fallas administrativas de la empresa distribuidora u otras causas no imputables al cliente, se hayan generado errores de cualquier tipo en otros elementos de la facturación, la empresa no podrá cobrar la diferencia retroactivamente y si se generó un cobro que no correspondía, deberá ser devuelto al cliente.

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 22 días del mes de 05 de 2017


FIRMA AUTORIZADA

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 11259-Elec Panamá, 19 de Mayo de 2017

“Por la cual se modifica el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en Panamá”

EL ADMINISTRADOR GENERAL
 en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el Reglamento de Distribución y Comercialización, en su Título IV denominado Régimen Tarifario del servicio público de Distribución y Comercialización, adoptado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, establece en su artículo 38, los criterios que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos tomará en cuenta para la aprobación de la estructura tarifaria que le presenten las empresas distribuidoras a su consideración, y permite, según se expresa el literal h de este mismo artículo, que dichas empresas ofrezcan como opción tarifaria, el uso de medidores prepago, previa aprobación, por esta Autoridad Reguladora, de una reglamentación para el uso de esos medidores;
4. Que mediante Resolución AN No.4337-Elec de 21 de marzo de 2011, modificada por la Resolución AN No.5771-Elec de 27 de noviembre de 2012, se aprobó el "Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá";
5. Que la Ley No.6 de 22 de enero de 2002, "Que dicta normas para la transparencia en la gestión pública, establece la acción de habeas data y dicta otras disposiciones", establece en el artículo 24 que las instituciones del Estado tendrán la obligación de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos de ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana;
6. Que mediante Resolución AN No.11080-Elec de 28 de marzo de 2017, se aprobó la Consulta Pública No.004-17 para considerar la propuesta de modificación de los artículos 8 y 11 del "Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá" y la misma se realizó del 17 de abril al 3 de mayo de 2017;
7. Que dentro del periodo establecido en la Resolución AN No.11080, esta Autoridad no recibió comentario alguno a la propuesta de modificación al

[Handwritten signature]
 H. Hernández



Resolución AN No. 11259 -Elec
De 19 de Mayo de 2017
Página 2 de 2

“Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá”;

- 8. Que de acuerdo a las anteriores consideraciones y en virtud de que el numeral 26 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, la facultad para realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la modificación de los artículos 8 y 11 del “Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá” aprobado mediante la Resolución AN No.4337-Elec de 21 de marzo de 2011 y sus modificaciones, cuyo texto completo se encuentra en el Anexo A de la presente Resolución, que forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: ADVERTIR que la presente Resolución comenzará a regir a partir de su publicación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; y Resolución AN No.4337-Elec de 21 de marzo de 2011 y su modificación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

Roberto Meana Meléndez
ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos controlados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.
Elaborado el 22 de mayo de 2017

[Firma Autorizada]
FIRMA AUTORIZADA

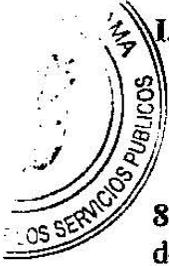
[Firma]

[Firma]



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. *11259* Elec de *19* de Mayo de 2017



I. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES ARTÍCULOS DEL PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE MEDIDORES PREPAGO EN PANAMÁ

8. INFORMACIÓN EN EL RECIBO DEL PREPAGO: Para los clientes que forman parte del Sistema de Comercialización Prepago, la empresa distribuidora registrará la siguiente información en el recibo.

- Nombre de la empresa prestadora del servicio
- Nombre del cliente
- Identificación del medidor o número identificador del cliente (NAC, NIS, etc.)
- Valor de la suma abonada
- Pin de recarga

11. OBLIGACIONES DE LAS DISTRIBUIDORAS:

Las empresas distribuidoras tendrán las siguientes obligaciones:

11.1. Instalar en el inmueble del cliente un Medidor Prepago de propiedad de la empresa, que permita realizar transacciones prepago aprobadas por la ASEP y en cumplimiento con las normas vigentes.

11.2. Suministrar la electricidad en forma continua y con los parámetros de calidad establecidos en las Normas Técnicas vigentes, siempre que el cliente cuente con saldo a favor en el medidor, de no ser así, el medidor desconectará el servicio automáticamente y el cliente no podrá consumir más energía mientras no realice una compra.

11.3. Entregar al cliente, al realizar una compra, un comprobante con la liquidación correspondiente, el cual contendrá la información descrita en el numeral 8.

11.4. Expedir a solicitud del cliente, un extracto con información relacionada con sus transacciones de los últimos 12 meses.

11.5. Tramitar y responder las quejas, peticiones y reclamaciones que se generen por la prestación del servicio, dentro de los plazos establecidos por las regulaciones, en los centros de atención al cliente que tenga la distribuidora.

11.6. Atender los daños técnicos y restablecer el servicio en el evento de falla, cuando este último no sea imputable al cliente.

11.7. Suministrar al cliente a través de sus oficinas de atención al cliente y/o su línea telefónica gratuita, toda la información que requiera referente a:

- Valor de la tarifa
- Cantidad de energía comprada y valor del consumo que se realiza
- Valor y fechas de Activación de Prepago de los últimos 3 meses



- Subsidios que le corresponda
- Valor de las compensaciones por calidad de servicio, si las hubiere
- Valor de la suma abonada y saldo de la deuda si existiere

Documento Documento de Felicitación Original Según
Código en el que se emite el presente documento
Número de Documento 05 de 2017
Fecha 22 de mayo de 2017



FIRMA AUTORIZADA



REPÚBLICA DE PANAMÁ
INSTITUTO PANAMEÑO AUTÓNOMO COOPERATIVO
RESOLUCIÓN DE- 48-2017



“Por la cual se aprueba el Anexo con metodología de supervisión extra situ, al Manual De Supervisión Para La Prevención Del Blanqueo De Capitales Y Contra El Financiamiento Del Terrorismo Con Un Enfoque De Gestión De Riesgo que aplica el IPACOOOP a las Cooperativas De Ahorro Y Crédito, Cooperativas De Servicios Múltiples o Integrales que Desarrollan La Actividad De Ahorro Y Crédito, así como de cualquier otra Organización Cooperativa que realice la Intermediación Financiera, además de otras modificaciones al Manual”.

EL DIRECTOR EJECUTIVO EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y;

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política de la República de Panamá, en su Artículo 288, consagra el Cooperativismo como un deber del Estado Panameño, al establecer que:

“Artículo 288. Es deber del Estado el fomento y fiscalización de las cooperativas y para tales fines creará las instituciones necesarias. La Ley establecerá un régimen especial, para su organización, funcionamiento, reconocimiento e inscripción, que será gratuita.” (El énfasis es nuestro).

Que la Ley No.24 de 21 de julio de 1980, *“Por la cual se crea el INSTITUTO PANAMEÑO AUTÓNOMO COOPERATIVO (IPACOOOP)”*, en su Capítulo I, *“De su Constitución y sus Fines”*; dispone:

“Artículo 1. Créase el Instituto Panameño Autónomo Cooperativo, como una institución económica y administrativamente autónoma, esta entidad tendrá a su cargo privativamente la formulación, dirección, planificación y ejecución de la política cooperativista del Estado.”

Que la precitada Ley No.24, en su Capítulo II, *“De Sus Funciones y Atribuciones”*, en su Artículo 3, Literal r, establece que el Instituto Panameño Autónomo Cooperativo (IPACOOOP), tendrá las siguientes funciones y atribuciones:

“Artículo 3. El IPACOOOP tendrá las siguientes funciones y atribuciones:

(a...), (b...), (c...), (...)

r) Ejercer todas las demás funciones, facultades y deberes que le correspondan de acuerdo con las leyes, sus reglamentos y la naturaleza de su finalidad; y
 (...).”

Que de conformidad con la definición conceptual que nos proporciona el Artículo 6 de la Ley No.17 de 1° de Mayo de 1997, *“Por la cual se crea el Régimen Especial de Cooperativa”*, en su último párrafo, queda establecido que la denominación jurídica que le otorga dicha excerta legal a las cooperativas, es de *“Organizaciones Cooperativas de Primer Grado”*.

Que de conformidad con el Título III, de la *“Relación de las Cooperativas con la Administración Pública”*, en su Capítulo II, de la *“Fiscalización Pública”*, en su Artículo 117, de Ley No. 17 de 1° de mayo de 1997, se establece que: “Las cooperativas, las federaciones, la confederación, los organismos auxiliares y demás organismos cooperativos, de que trata la presente Ley, están sujetos a la fiscalización estatal”,

encargada de velar para que los actos atinentes a su constitución, funcionamiento, cumplimiento de sus objetivos sociales, disolución y liquidación, se ajusten a las normas legales y estatutarias, y (...)”. (El énfasis es nuestro).



Que en este mismo sentido, el Artículo 118 de la precitada Ley No. 17 de 1997, establece taxativamente que: “La autoridad de aplicación de la legislación cooperativa y el órgano para la fiscalización pública, será el IPACOO, y tendrá competencia privativa sobre las actividades que realicen las cooperativas dándoles las autorizaciones o sanciones correspondientes”. (...). (El énfasis es nuestro).

Que para tales efectos, el Estado panameño, mediante Ley No. 23 de 27 de abril de 2015, “Adopta medidas para prevenir el blanqueo de capitales, el financiamiento del terrorismo y el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva y dicta otras disposiciones”, y establece el marco legal regulatorio para los diferentes organismos de supervisión, entidades y personas naturales o jurídicas sujetas a esta supervisión.

Que en este sentido, la precitada Ley No.23 de 27 de abril de 2015, en su Artículo 19, Numeral 5, dispone:

“Artículo 19. Organismo de Supervisión. Son organismos de supervisión de conformidad con esta Ley:

- (1.)
- (2.)
- (3. ...)
- (4. ..)
- (5. ...) El Instituto Panameño Autónomo Cooperativo.”

Que el Artículo 20, sobre atribuciones de los organismos de supervisión, determina lo siguiente:

“Artículo 20. Atribuciones de los organismos de supervisión. Son atribuciones de los organismos de supervisión los siguientes:

1.
2. Elaborar el Manual para la Supervisión del Blanqueo de Capitales, Financiamiento del Terrorismo y Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva con un enfoque basado en riesgo.
3. Adoptar un enfoque de supervisión basado en riesgos que le permita al supervisor tener un entendimiento claro de los riesgos de los delitos de blanqueo de capitales, financiamiento de terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, presente en el país.
-
-”

Que el Artículo 22 de la Ley No. 23 de 27 de abril de 2015, dispone lo siguiente:

“Artículo 22. Sujetos obligados financieros. Son sujetos obligados Financieros:

- (...)
- (...)
- (4..) Supervisados por el Instituto Panameño Autónomo Cooperativo: Cooperativas de Ahorro y Crédito, Cooperativas de Servicios Múltiples o Integrales que desarrollen la actividad de Ahorro y Crédito, y cualquier otra organización cooperativa que realice la actividad de intermediación financiera.” (El énfasis es nuestro)

Que el Instituto Panameño Autónomo Cooperativo (IPACOO) cuenta desde el mes de enero del año Dos Mil Catorce (2014) con un **MANUAL DE SUPERVISIÓN PARA LA PREVENCIÓN DEL BLANQUEO DE CAPITALS Y CONTRA EL FINANCIAMIENTO DE TERRORISMO Y DE LA PROLIFERACIÓN DE ARMAS DE**

DESTRUCCIÓN MASIVA CON ENFOQUE DE GESTIÓN DE RIESGO, el cual fue diseñado con el objetivo de cambiar la supervisión tradicional a una supervisión en riesgos, aprobado mediante Resolución No.DE-120-2016 de fecha 31 de octubre de 2016, acto administrativo publicado en Gaceta Oficial No. 28155-A de 14 de noviembre de 2016.



Que en virtud a las 40 recomendaciones del GAFLI, y de la Ley 23 de 27 de abril de 2015, se resalta la importancia de una supervisión extra situ, por lo que el IPACOOB, como Organismo de Supervisión de sujetos obligados financieros del sector cooperativo, procedió a efectuar una Consultoría en el presente año 2017, a fin de lograr los ajustes necesarios al Manual de Supervisión con Enfoque Basado en Riesgo con que cuenta la Institución, en aspectos relacionados a la aplicación de metodología de supervisión basada en riesgo de forma extra situ a sus regulados.

En consecuencia, es consideración de este Despacho aprobar mediante Resolución, todas las mejoras para una supervisión con enfoque de gestión de riesgo por parte del IPACOOB, de forma extra situ, las cuales serán establecidas como un ANEXO al **"MANUAL DE SUPERVISIÓN PARA LA PREVENCIÓN DEL BLANQUEO DE CAPITAL Y CONTRA EL FINANCIAMIENTO DE TERRORISMO Y DE LA PROLIFERACIÓN DE ARMAS DE DESTRUCCIÓN MASIVA CON ENFOQUE DE GESTIÓN DE RIESGO"**; el cual contendrá la inclusión de todos los proceso metodológico que garanticen una Supervisión efectiva por parte del Instituto Panameño Autónomo Cooperativo (IPACOOB), lo cual incluye la identificación adecuada, medición y clasificación del nivel de exposición al riesgo de BC/FT/FPADM que representan las Cooperativas con actividad de Ahorro y Crédito y Entidades Auxiliares que realizan intermediación financiera, supervisadas por esta Autoridad, así mismo valoración de la calidad y efectividad de los controles/mitigantes implementados por cada una de las organizaciones cooperativas.

Que en este orden de ideas, la Dirección de Auditoría de Cooperativas, ha detectado otros aspectos necesarios a mejorar dentro de la metodología establecida en el **MANUAL DE SUPERVISIÓN PARA LA PREVENCIÓN DEL BLANQUEO DE CAPITAL Y CONTRA EL FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO CON UN ENFOQUE DE GESTIÓN DE RIESGO**, elaborado en el 2014, en concordancia con otros controles establecidos por la Ley 23 de 27 de abril de 2015 y su Decreto Ejecutivo 363 de 13 de agosto de 2015 así como también a la Resolución JD/No.11/2015, por lo que ha hecho las recomendaciones necesarias, con el fin de poder establecer la metodología para una calificación por parte del IPACOOB, del **riesgo inherente o riesgo bruto**, que representan los factores de riesgo (clientes, productos/servicios, zonas geográficas y canales de distribución) de las cooperativas supervisadas, así como una **valoración de la calidad y efectividad de los controles**, para concluir con una calificación de **riesgo neto** por entidad cooperativa y una vista comparativa de las entidades que hacen parte del sector. Todo lo anterior en miras de contribuir técnicamente con reportes estadísticos para la **toma de decisiones gerenciales estratégicas** que permitan priorizar la supervisión por parte del IPACOOB, y en consecuencia poder asignar eficazmente los recursos técnicos y humanos necesarios que permitan mantener un monitoreo permanente del sector de manera consolidada.

Por lo anterior, este Despacho considera importante incorporar al Manual de Supervisión original, los ajustes necesarios, en cuanto a:

1. Los controles que deben ser aplicados por las cooperativas que realizan actividad de ahorro y crédito, así como de otras entidades auxiliares que realizan intermediación financiera supervisadas por este Organismo de Supervisión, conforme a lo dispuesto en la Ley 23 de 27 de abril de 2015, en cuanto a la prevención del financiamiento del terrorismo y la proliferación de

armas de destrucción masiva, que contempla la observancia de las alertas emitidas a través de listas emitidas por parte de la Organización de Naciones Unidas (ONU) sobre terrorismo y la aplicación del congelamiento preventivo.



2. La verificación de controles referente a los PEP.
3. Proceso de Reportes de Transacciones en Efectivo (RTE), en referencia al término de envío de los Reportes de Transacciones en Efectivo o Cuasi-Efectivo (RTE).

Por lo que en uso de mis facultades legales;

RESUELVO;

PRIMERO: APROBAR el documento técnico denominado ANEXO al MANUAL DE SUPERVISIÓN PARA LA PREVENCIÓN DEL BLANQUEO DE CAPITAL Y CONTRA EL FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO CON UN ENFOQUE DE GESTIÓN DE RIESGO, que contiene metodología de supervisión extra situ, el cual permitirá desarrollar una supervisión efectiva con Enfoque Basado en Riesgo para la prevención del Riesgo de Blanqueo de Capitales, Financiamiento de Terrorismo y Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, en virtud de lo dispuesto en la Ley 23 de 27 de abril de 2015, su reglamentación general y especial del sector.

SEGUNDO: APROBAR las modificaciones al MANUAL DE SUPERVISIÓN PARA LA PREVENCIÓN DEL BLANQUEO DE CAPITAL Y CONTRA EL FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO CON UN ENFOQUE DE GESTIÓN DE RIESGO, elaborado en el 2014, en los siguientes aspectos saber:

1. Los controles que deben ser aplicados por las cooperativas que realizan actividad de ahorro y crédito, así como de otras entidades auxiliares que realizan intermediación financiera supervisadas por este Organismo de Supervisión, conforme a lo dispuesto en la Ley 23 de 27 de abril de 2015, en cuanto a la prevención del financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva, que contempla la observancia de las alertas emitidas a través de listas emitidas por parte de la Organización de Naciones Unidas (ONU) sobre terrorismo y la aplicación del congelamiento preventivo, que deberán ser adecuados en el contenido de los siguientes Capítulos del Manual:
 - a. CAPITULO II, denominado *"Diseño de administración del riesgo PBC/CFT implementado por las Cooperativas"*, en su acápite a, de *"Factores de Riesgos o Riesgos inherentes"*.
 - b. CAPITULO V que se relaciona con la *"Evaluación del proceso de calificación de los clientes de la Cooperativa"* y *"Actualización de Perfiles y Documentación del Cliente"*.
2. La verificación de controles referente a los PEP (s), el cual quedará contenido en el CAPÍTULO V del Manual de la siguiente manera: "Le corresponde a la Alta Gerencia la aprobación por escrito para establecer relaciones de negocios (o continuar, en el caso de los clientes existentes) que sean considerados PEP (s)."

3. Proceso de Reportes de Transacciones en Efectivo (RTE), en referencia al envío de los Reportes de Transacciones en Efectivo o Cuasi-Efectivo (RTE), de ser enviados directamente a la Unidad de Análisis Financiero para la Prevención de Blanqueo de Capitales y el Financiamiento del Terrorismo, dentro de los diez (10) primeros días hábiles de cada mes, a través de los medios que ésta se



TERCERO: La presente Resolución surtirá efecto a partir de su publicación en Gaceta Oficial.

Fundamento Legal: Ley 24 de 21 de julio de 1980; Ley 23 de 27 de abril de 2015 Decreto Ejecutivo 363 de 2015.

Dada en la Ciudad de Panamá, a los Dos (2) días del mes de mayo de Dos Mil Diecisiete (2017).

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Willie Chin Lee

WILLIE CHIN LEE
Director Ejecutivo

DDL/EL/WCH

